

L. n. 55 del 9 aprile 2002
D.P.C.M. del 27 dicembre 1988
D.P.R. n. 348 del 2 settembre 1999

RICHIESTA DI AUTORIZZAZIONE UNICA
per la costruzione e l'esercizio di una
**CENTRALE TERMOELETTRICA COGENERATIVA
TURBOGAS A CICLO COMBINATO DA 400 MWe,**
con recupero del calore residuo in serre
e rete di teleriscaldamento,
in Comune di Parona (Pv) – Via del Mulino

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

SINTESI NON TECNICA

Milano, settembre 2003

Responsabile dello studio:

A.T.E. srl

Via Morazzone, 21 – 22100 Como

☎ 031.26.35.63 • ☎ 031.26.08.12

e-mail: atesrl@tuttoptmi.it



i n d i c e

1) PREMESSA	2
2) SOCIETÀ PROPONENTE	4
3) LA PRODUZIONE DI ENERGIA: QUADRO DI RIFERIMENTO	5
3.1) LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA	5
3.2) LA POLITICA ENERGETICA E LA TUTELA AMBIENTALE.....	6
3.3) ATTUALE SITUAZIONE A LIVELLO NAZIONALE, REGIONALE E PROVINCIALE	7
4) LA CENTRALE A CICLO COMBINATO DI PARONA	10
4.1) UBICAZIONE	10
4.2) MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	11
4.3) DESTINATARI PREFERENZIALI DEL SERVIZIO OFFERTO	12
4.4) DESCRIZIONE DEL PROGETTO	13
5) LA VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ AMBIENTALE	22
5.1) STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	22
5.2) ASPETTI PROGRAMMATICI	23
5.3) ASPETTI PROGETTUALI.....	25
5.4) ASPETTI AMBIENTALI	27

1) PREMESSA

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA):

- ✓ è relativo al progetto di una centrale termoelettrica cogenerativa turbogas a ciclo combinato da 400 MW_e con recupero del calore in serre e rete di teleriscaldamento, ubicata nel Comune di Parona (Pv), Via del Mulino;
- ✓ è stato redatto conformemente al D.P.C.M. del 27 dicembre 1988 "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. 10 agosto 1988, n. 377" e al D.P.R. n. 348 del 2 settembre 1999 "Regolamento recante norme tecniche concernenti gli studi di impatto ambientale per talune categorie di opere".
- ✓ è stato elaborato dalla A.T.E. srl di Como su incarico della UNION POWER srl di Milano che ha la disponibilità d'uso del terreno oggetto dell'intervento di proprietà della SAN GIUSEPPE srl.

Le innovazioni normative introdotte dal D.Lgs 79/99 in materia di liberalizzazione del mercato elettrico, aprono nuove prospettive a iniziative private nel settore della produzione dell'energia elettrica, attivando sinergie tra i processi di produzione delle risorse di base, quali l'energia, e le attività produttive che di tale risorsa sono utilizzatrici.

L'intervento in progetto prevede la realizzazione di una centrale di produzione di energia a ciclo combinato, alimentata a gas naturale, di potenza elettrica pari a circa 400 MWe, con un'efficienza che raggiunge il limite superiore (54 ÷ 55%) oggi ottenibile con le migliori tecnologie disponibili.

Il gas metano viene bruciato all'interno della turbina a gas producendo energia elettrica e fumi di scarico; i fumi caldi vengono inviati ad una caldaia a recupero dove cedono calore a dell'acqua trasformandola in vapore.

I fumi vengono convogliati al camino e il vapore ad una turbina che produce energia elettrica.

Il vapore a valle della turbina viene in parte inviato a insediamenti industriali ed artigianali per usi specifici e in parte utilizzato per riscaldare dell'acqua per la rete di teleriscaldamento; il vapore residuo viene invece inviato al sistema di condensazione.

Infine tutto il vapore torna a monte dell'impianto ricondensato; viene quindi integrata la quota persa e si ricomincia il ciclo.

La centrale è progettata per soddisfare, a costi favorevoli e competitivi, le richieste del libero mercato dell'energia elettrica e per soddisfare a livello locale i fabbisogni energetici delle aziende limitrofe, delle serre in progetto e delle utenze civili (teleriscaldamento).

2) SOCIETÀ PROPONENTE

Il soggetto proponente è UNION POWER srl.

Come da visura camerale in allegato 9, l'oggetto sociale è il seguente:

Il compimento di tutte le operazioni relative al settore energetico quali acquisto o vendita di energia elettrica in qualsiasi modo o forma prodotta, acquisto e/o vendita di centrali per la produzione di energia elettrica, partecipazione a consorzi o a gruppi d'aziende operative nell'ambito del settore energetico in generale, acquisto e/o vendita di macchinari ed impianti utilizzati per la produzione di energia, studio, progettazione per conto proprio, costruzione e fornitura di impianti e di macchinari da utilizzare per la produzione di energia; lo studio e la progettazione per conto proprio e la costruzione di impianti e di macchinari civili e/o industriali in genere o in parte di essi; con tassativa esclusione di qualsiasi attività riservata dalla legge a professionisti iscritti in appositi albi.

La società può, in via strumentale, non in via prevalente e comunque non nei confronti del pubblico (leggi 1/1991, d.lgs 385/1993 e d.lgs 415/1996):

- *compiere tutte le operazioni immobiliari, mobiliari e commerciali utili o necessarie al raggiungimento dello scopo sociale;*
- *concedere fidejussioni, prestare avalli e altre forme di garanzia e consentire iscrizioni ipotecarie sugli immobili sociali a garanzia di debiti ed obbligazioni anche di terzi, anche a favore di istituti di credito in genere;*
- *acquistare marchi o brevetti;*
- *partecipare a consorzi o a raggruppamenti di imprese.*

3) LA PRODUZIONE DI ENERGIA: QUADRO DI RIFERIMENTO

3.1) LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

La realizzazione della unità di cogenerazione a ciclo combinato si inserisce in un contesto normativo di recente innovazione, che prevede il passaggio ad un libero mercato dell'energia elettrica.

Il D.lgs n. 79 del 16/03/99 costituisce, infatti, la norma di attuazione della Direttiva 96/92/CE, che propone il passaggio da un sistema elettrico nazionale ad un sistema europeo e da una situazione di monopolio pubblico ad un assetto di mercato.

Il Decreto, quindi, impone in una certa misura l'introduzione di un regime competitivo nell'offerta del servizio elettrico. La transizione verso il libero mercato richiede interventi sulla struttura del servizio elettrico finalizzati a mantenere obiettivi di interesse generale e di lungo periodo.

Dal punto di vista ambientale sempre maggiore attenzione è posta alle emissioni di gas serra (principalmente anidride carbonica) derivanti dai grandi impianti di combustione. Anche sotto questo profilo, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, introducendo un maggior grado di competizione tra diversi operatori e soggetti produttori di energia elettrica, potrebbe rendere più probabile una regolamentazione ambientale in termini di sostituzione di combustibili e di ricollocazione delle attività di produzione.

Il decreto, al fine di incrementare l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili (come previsto anche dal programma per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica), prevede che i soggetti responsabili degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti non rinnovabili, immettano nel sistema elettrico nazionale una quota di energia prodotta (o acquistata) da fonti rinnovabili. Tale obbligo è comunque previsto al netto dell'energia termica prodotta tramite cogenerazione.

3.2) LA POLITICA ENERGETICA E LA TUTELA AMBIENTALE

Gli obiettivi di tutela ambientale da rispettare nell'ambito della programmazione energetica nazionale fanno riferimento sia a Direttive Comunitarie che a trattati internazionali. Infatti, oltre agli obblighi derivanti dall'appartenenza alla Comunità Europea, sempre più numerosi diventano i protocolli internazionali in materia ambientale sottoscritti dall'Italia.

La produzione di energia da fonti convenzionali (combustibili fossili) comporta l'emissione di grandi quantità di inquinanti; nel corso degli anni sono stati emanati vari atti normativi per regolamentare e ridurre le emissioni di inquinanti quali ossidi di zolfo e di azoto e polveri.

Negli ultimi anni l'attenzione internazionale si è spostata sempre più verso le sostanze ritenute responsabili dei cambiamenti climatici quali l'anidride carbonica.

Per dare piena attuazione agli accordi sottoscritti dall'Italia in sede internazionale, l'Italia ha emanato diverse Delibere; ad esempio la Delibera CIPE 137/98 del 19.11.98), che formalizza l'adesione al protocollo di Kyoto, prevede la riduzione di una quota pari al 6,5% rispetto alle emissioni del 1990 di gas serra, per l'anno 2012.

Tra le strategie di intervento previste dalla delibera per il raggiungimento di tali obiettivi, si citano l'aumento della efficienza energetica nei settori della produzione di energia, la riduzione delle emissioni nei settori non energetici, la riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo terziario.

Per la realizzazione di tali obiettivi è prevista, da parte del Ministero dell'Industria, l'individuazione dei criteri e delle misure da adottare, anche in considerazione del fatto che impianti che comportano alti consumi e basse rese sono destinati ormai a sparire, anche per effetto della liberalizzazione stessa del mercato elettrico.

Successivamente alla liberalizzazione del mercato elettrico nazionale, è stata introdotta, con la L. n. 55 del 9 aprile 2002 di conversione del D.L. 7/2002 "*Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale*", l'autorizzazione unica per la costruzione e l'esercizio di impianti di energia elettrica di potenza superiore a 30 MW termici.

L'autorizzazione è quindi rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano le Amministrazioni Statali e Locali interessate, semplificando in questo modo l'iter burocratico da seguire.

3.3) ATTUALE SITUAZIONE A LIVELLO NAZIONALE, REGIONALE E PROVINCIALE

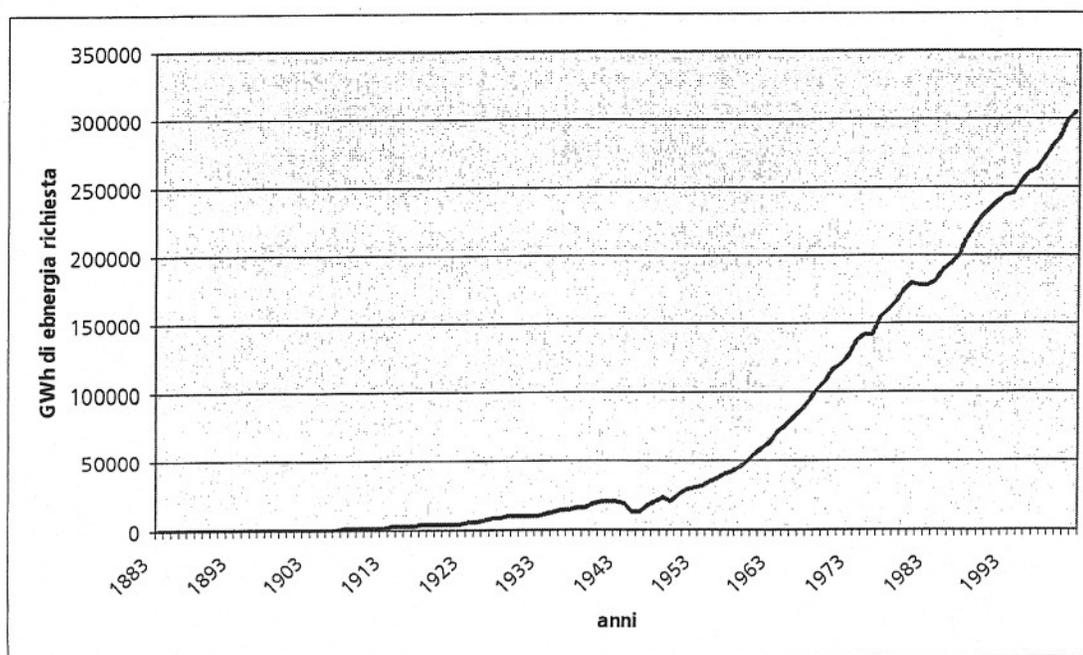
3.3.1) Richiesta energetica nazionale-

La situazione energetica nazionale è stata caratterizzata, dal dopoguerra in poi, da una costante crescita della domanda energetica, che continua a non essere completamente soddisfatta dalle risorse energetiche nazionali.

In particolare, il settore elettrico costituisce il sottosettore più delicato del sistema dell'offerta di energia, soprattutto per la sua dinamica fortemente crescente in termini assoluti e relativi, per la difficoltà di soddisfare la domanda con la produzione nazionale e, soprattutto, per il valore economico dell'attività (superiore al valore del settore della raffinazione del petrolio).

Il trend dei consumi di energia elettrica a livello nazionale risulta sempre crescente, anche in periodi di stasi dello sviluppo economico; ad esempio, nel 1993 i consumi di energia elettrica sono cresciuti dello 0,4%, anche se l'economia ha presentato una fase di recessione.

Nella figura seguente è illustrato l'andamento della richiesta dal 1883 al 2001



I consumi energetici nazionali sono in aumento; in base ai dati ricavati dal sito internet di GRTN, nel 2001 (ultimo anno disponibile) in Italia sono stati prodotti 278.995 GWh di energia elettrica lorda in gran parte proveniente da impianti termoelettrici (78%) e idroelettrici (19%).

L'economia nazionale ha avuto bisogno di 304.832 GWh, il 2,1% in più rispetto al 2000, richiedendo quindi un'importazione dall'estero pari a 48.377 GWh in forte aumento rispetto agli anni precedenti.

La produzione derivata da impianti termoelettrici (218.557 GWh) è ricavata da:

- ✓ 44% gas naturale,
- ✓ 34% prodotti petroliferi,
- ✓ 14% combustibili solidi,
- ✓ 5% altri combustibili,
- ✓ 2% gas derivati.

3.3.2) Richiesta energetica regionale

Il divario tra domanda ed offerta di energia elettrica è ancora più forte nelle regioni altamente industrializzate come la Lombardia.

Dai dati della produzione elettrica del 2000 risulta consistente la produzione di energia idroelettrica netta (12.973 GWh pari al 31,2%) rispetto alla produzione di energia termoelettrica netta generata da combustibili tradizionali (27.985 GWh pari al 67,3%). Il rimanente 1,5% (638 GWh) è prodotto tramite la termodistruzione di rifiuti e la combustione di biomassa.

Considerando che l'energia elettrica erogabile all'utenza finale, al netto delle perdite, degli autoconsumi, dei servizi ausiliari alla produzione e dei pompaggi corrisponde a 32.752 GWh ed il fabbisogno finale di energia elettrica di 62.297 GWh, la Lombardia nel 2000 è stata deficitaria del 38% di energia elettrica (del 35% circa invece nel 2001).

Ipotizzando un fabbisogno di energia elettrica nel 2010 di 80.000 GWh ca., la Regione Lombardia ipotizza una potenza termoelettrica aggiuntiva autorizzabile di 1.300 MW come riassunto nella seguente tabella (elaborazioni contenute nel Piano Energetico Regionale:

A - Fabbisogno totale al 2010		GWh	82.000
B - 10 % importazione		GWh	8.200
C - Fabbisogno netto di produzione interna al 2010	=A-B	GWh	73.800
D - Produzione interna netta per il consumo al 2000		GWh	38.600
E - Fabbisogno aggiuntivo di energia al 2010	=C-D	GWh	35.200
F - Stima incremento energia da idroelettrico al 2010		GWh	700
G - Stima incremento energia da altre rinnovabili al 2010		GWh	900
H - Fabbisogno aggiuntivo di energia termoelettrica al 2010	=E-F-G	GWh	33.600
I - Fabbisogno aggiuntivo di potenza termoelettrica installata al 2010 (5.500 ore/anno)	=H/5.500	MW	6.100
J - Stima potenzialità incremento coeff. utilizzo e repowering di centrali esistenti (MW equivalenti)		MW	3.000
K - Stima aumento reale incremento coefficiente di utilizzo e repowering di centrali esistenti		MW	2.000
L - Potenza aggiuntiva già autorizzata al 15/02/2003		MW	2.050
M - Potenza aggiuntiva con VIA positiva al 15/02/2003		MW	750
Potenza termoelettrica aggiuntiva autorizzabile	=I-K-L-M	MW	1.300

3.3.3) Il Programma di Sviluppo Regionale

Gli obiettivi specifici individuati nel P.R.S. sono:

- ✓ 9.1.1Adozione e attuazione del Piano energetico regionale, aumentando l'utilizzo delle fonti rinnovabili
- ✓ 9.1.2Sostegno alla ricerca per l'innovazione tecnologica tesa a migliorare l'efficienza energetica
- ✓ 9.1.3Sostegno agli enti locali per l'adozione di interventi finalizzati alla diffusione di veicoli a basso impatto ambientale e al contenimento dei consumi energetici negli edifici.

(Informazioni tratte dal Programma Energetico Regionale 2003)

4) LA CENTRALE A CICLO COMBINATO DI PARONA

4.1) UBICAZIONE

Il sito risulta ubicato nel territorio comunale di Parona, al confine Est.

Il territorio è caratterizzato dalla presenza di piccoli agglomerati costituiti da cascine isolate sparse, da campi coltivati e, nella porzione a Sud e Sud-Est, da aree industriali in espansione.

Lungo il confine Est è in attività l'impianto di Lomellina Energia.

Il centro abitato più vicino al sito è il Comune di Parona con circa 1.200 abitanti, che risulta a 2,5 Km ad Ovest. L'unità abitativa più prossima al sito è la Cascina Scocchellina, collocata a circa 350 m a Nord Ovest.

Il territorio risulta attualmente a destinazione agricola.

Il sito prescelto risulta collegato alla rete viaria principale (Strada Statale 494 "Vigevanese") dalla Strada Provinciale 101 e da viabilità secondaria (via del Mulino) già utilizzata dagli automezzi diretti all'impianto di Lomellina Energia.

L'area non risulta attualmente servita da rete di distribuzione metano e dalla rete di trasmissione dell'energia elettrica di capacità sufficienti alle esigenze della centrale in progetto.

La scelta del sito è stata effettuata considerando i seguenti aspetti:

- ✓ forte fabbisogno energetico della limitrofa zona industriale;
- ✓ vicinanza di utilizzatori dell'acqua calda e vapore prodotti dalla cogenerazione;
- ✓ possibilità di espandere l'impianto con assorbitori a bromuro di litio per lo scalo merci di Parona in progetto (magazzini frigoriferi);
- ✓ piani di sviluppo previsti per l'area.

4.2) MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Il progetto si colloca all'interno delle nuove opportunità offerte dal D.Lgs 79/99 ai produttori indipendenti di energia che, all'interno del vecchio quadro normativo definito dalle Leggi 9/91 e 10/91, potevano mettere in circolazione l'energia prodotta solo all'interno di consorzi o cederla interamente all'ENEL.

Il progetto, che ha un costo di investimento di 175 milioni di euro circa, prevede la produzione di energia elettrica e la sua immissione sul mercato a costi competitivi, con ricadute positive sull'economia locale e più in generale su quella nazionale. In particolare, a livello locale, offrirà un nuovo impulso ai progetti di sviluppo già previsti per l'area.

4.3) DESTINATARI PREFERENZIALI DEL SERVIZIO OFFERTO

Serre

Al confine Sud dell'impianto è in progetto la realizzazione di 50.000 m² di serre utilizzate per la coltivazione di frutta e verdura.

Nei mesi autunnali ed invernali è necessario provvedere al riscaldamento delle serre per permettere la continuità delle colture utilizzando acqua calda riscaldata mediante vapore proveniente dalla centrale in progetto.

Si prevede l'utilizzo di 17,5 MW di potenza sfruttabile mediante uno scambiatore di calore tra 23 t/h di vapor saturo e l'acqua da inviare a 90° C, successivamente impiegata all'interno dei 50.000 m² ca. di serre; l'utilizzo sarà limitato a 4.000 ore ca. per ogni esercizio annuale.

Teleriscaldamento

È in progetto la realizzazione di una rete di teleriscaldamento al servizio di utenze dei Comuni di Parona, Cilavegna e Vigevano.

Si prevede l'utilizzo di 46,4 MW di potenza sfruttabile mediante uno scambiatore di calore tra 65 t/h di vapor saturo e l'acqua da inviare a 90° C, successivamente impiegata per il riscaldamento civile.

Altri utilizzi

Escludendo la portata di vapore di 88 t/h utilizzata per il riscaldamento dell'acqua del teleriscaldamento, a valle della turbina a media pressione, rimangono 236 t/h ca. di vapore che può essere ancora utilizzato.

Nelle vicinanze dell'area dove è in progetto la Centrale, in direzione Sud e Sud-Est, esistono 2 estese aree industriali, in parte già utilizzate e in parte ancora da sviluppare.

Le aziende attualmente presenti potranno utilizzare 81,1 t/h ca. di vapore saturo a 150°C e sicuramente, in futuro, il quantitativo verrà incrementato.

4.4) DESCRIZIONE DEL PROGETTO

4.4.1) Caratteristiche generali

Il sito che ospiterà la centrale ha un'estensione di circa 85.000 m² ca., di cui solo 41.500 m² ca. sono destinati ad accogliere strutture produttive e di servizio, mentre la restante parte del terreno sarà sistemata a verde e piantumata.

Nella centrale di Parona viene utilizzato, come combustibile, il gas naturale che, rispetto ai tradizionali combustibili liquidi o solidi (come gasolio, carbon coke etc.), permette di limitare notevolmente le emissioni in atmosfera.

La sovrapposizione del ciclo gas al ciclo vapore delle centrali a ciclo combinato, permette, rispetto agli impianti convenzionali, un risparmio di fonti energetiche e una riduzione delle emissioni di inquinanti nell'ambiente a parità di energia prodotta.

Il ciclo combinato rappresenta pertanto la soluzione più efficiente per la conversione dell'energia del combustibile in energia elettrica.

L'unità di cogenerazione a ciclo combinato ha una configurazione monoalbero (turbine e generatore allineati sullo stesso albero) ed è composta dalle seguenti unità principali di processo:

- ✓ turbina a gas;
- ✓ caldaia a recupero di calore;
- ✓ turbina a vapore ed estrazione intermedia;
- ✓ condensatore ad aria.

Le principali unità ausiliare di servizio all'impianto sono:

- ✓ sistema condensazione ad aria,
- ✓ acqua di raffreddamento macchine,
- ✓ sistema acqua demineralizzata,
- ✓ sistema trattamento acqua in ingresso e sistema acqua servizi,
- ✓ sistema aria compressa,
- ✓ sistema combustibile,
- ✓ caldaia ausiliaria,
- ✓ sistema di trattamento acque reflue,

- ✓ sistema antincendio.

Il combustibile viene fornito dal gasdotto della SNAM da realizzare, mentre l'energia elettrica prodotta viene immessa sull'elettrodotto GRTN a 380 kV, da realizzare.

Le caratteristiche principali dell'unità di cogenerazione a ciclo combinato, oggetto dello studio sono le seguenti:

- ✓ potenza nominale 400 MW_e ca.
- ✓ efficienza elettrica netta 54 ÷ 55%
- ✓ uso esclusivo di gas naturale..... 590.000.000 Sm³
- ✓ funzionamento previsto.....8.000 h/anno
- ✓ Indice Energetico Netto (IEN)..... 0,7
- ✓ vapore di esportazione prodotto..... 81,1 t/h
- ✓ vapore utilizzato per teleriscaldamento..... 88 t/h

Con riferimento allo schema a blocchi seguente, si descrivono sinteticamente il ciclo di produzione dell'energia e la funzione delle unità ausiliarie.

4.4.2) Descrizione del processo

Il ciclo a gas è il primo stadio di produzione dell'energia elettrica; in questo stadio il gas naturale viene bruciato in un combustore di ultima generazione (denominato "Dry-Low-NOx", DLN).

Questa particolare soluzione tecnica permette di ridurre al minimo le emissioni di ossidi di azoto che normalmente si formano durante una qualsiasi combustione.

I fumi di combustione fluiscono nella caldaia di recupero che genera vapore surriscaldato a tre livelli di pressione sfruttando l'energia termica residua contenuta nei fumi di combustione.

L'acqua in ingresso alla caldaia viene riscaldata (più volte) dai fumi della combustione del gas naturale (in appositi serpentini) e trasformata in vapore negli evaporatori a corpo cilindrico, che hanno anche lo scopo di mettere in pressione il vapore diretto alla turbina.

Il vapore viene espanso nella turbina alla quale è collegato un alternatore.

In particolare il vapore in uscita dalla turbina viene condensato allo scopo di recuperare l'acqua per un successivo ciclo vapore.

In questo modo si riesce a creare un "circuito chiuso" per il sistema vapore/acqua.

Ciò viene effettuato anche per la "condensa di ritorno" proveniente dalle utenze che utilizzano il vapore esportato dalla centrale.

Lo spurgo (blow down) dell'acqua proveniente dai corpi cilindrici della caldaia viene riutilizzato tramite invio al sistema di trattamento acque in ingresso.

I fumi, ormai notevolmente raffreddati, in uscita dalla caldaia a recupero di calore vengono immessi nell'atmosfera mediante un camino alto 50 m.

L'impianto di produzione energia richiede un sistema di raffreddamento che, nel caso in esame, è costituito da condensatori ad aria, nei quali dei ventilatori fanno circolare aria ambiente attorno a fasci tuberi in cui scorre il vapore che condensa.

Al fine di mantenere costante la portata di acqua circolante nell'impianto, è necessario un minimo reintegro di acqua in ingresso garantito da n. 2 pozzi che

saranno realizzati all'interno del sito.

L'acqua emunta dai pozzi viene accumulata nel serbatoio "acqua servizi" ed inviata al sistema di trattamento ad osmosi inversa.

Al serbatoio acqua servizi vengono inviati anche gli spurghi provenienti dal ciclo termico che vengono così riutilizzati.

Il sistema consente di ridurre la quantità di sali naturalmente presenti nell'acqua.

Il prelievo idrico previsto per la centrale di Parona con l'installazione del sistema di trattamento acque è pari a soli 10 m³/h.

Il sistema di demineralizzazione è alimentato con l'acqua proveniente dall'osmosi inversa del sistema trattamento acque in ingresso ed alimenta le parti dell'impianto destinate al ciclo termico.

Infatti l'acqua destinata alla produzione di vapore deve essere demineralizzata allo scopo di evitare incrostazioni e corrosioni all'interno delle apparecchiature del ciclo a vapore.

L'impianto di demineralizzazione è del tipo a resine scambiatrici di ioni, preceduto da una torre di decarbonatazione resine scambiatrici di ioni.

Le acque reflue prodotte nel sito sono costituite essenzialmente dagli scarichi sanitari, provenienti dal sistema di trattamento biologico, e dalle eventuali acque meteoriche in uscita dal trattamento chimico-fisico (trattamento di disoleazione).

Infatti le acque eventualmente raccolte in particolari aree dell'impianto che potrebbero essere contaminate da oli lubrificanti (zona caldaia, zona turbina, zona pompe) vengono convogliate e inviate al sistema di disoleazione.

A questo sistema verranno convogliate anche le acque piovane (primi 5 mm di pioggia) provenienti dai piazzali pavimentati delle aree suddette, benché ordinariamente tali acque non risultino oleose.

Le acque piovane eccedenti i primi 5 mm di pioggia e le acque piovane provenienti dagli altri piazzali pavimentati vengono raccolte in un serbatoio di accumulo. Le acque di scarico vengono infine immesse, in modo controllato, nella Roggia che scorre al confine Est dell'impianto.

Occasionalmente, per brevi periodi, potrebbe non essere possibile il riutilizzo nel sistema di trattamento acque in ingresso degli spurghi provenienti dal ciclo termico (spurgo di caldaia).

Le acque scaricate sarebbero comunque conformi alla normativa in materia di scarichi e protezione delle acque.

L'energia elettrica prodotta dall'alternatore viene convogliata al trasformatore elevatore e da qui trasferita all'elettrodotto a 380 kV in progetto; il trasformatore elevatore è dimensionato in modo da non limitare il trasferimento dell'energia prodotta verso la rete di distribuzione, qualunque sia la temperatura ambiente.

4.4.3) Criteri utilizzati per le scelte progettuali

Criteri utilizzati per le scelte tecnologiche

La scelta di realizzare una centrale di cogenerazione a ciclo combinato deriva dal fatto che la sovrapposizione dei due cicli (a gas e a vapore) consente di realizzare efficienze superiori a quelle degli impianti a vapore convenzionali di circa il 20% a parità di combustibile utilizzato.

La centrale a ciclo combinato, inoltre, rispetto alle centrali a ciclo vapore convenzionali, presenta una ripartizione più favorevole dello smaltimento di energia termica tra aria (gas esausti al camino) ed acqua (condensatore).

Ciò comporta una minore quantità di acqua circolante nel circuito di raffreddamento e, quindi, un minore prelievo di acqua dall'ambiente per reintegrare la frazione allontanata tramite spurgo.

Per quanto riguarda il controllo delle emissioni in atmosfera, l'uso di metano come combustibile riduce fortemente gli inquinanti presenti nei fumi a parità di energia prodotta.

I fumi derivanti dalla combustione di metano, infatti, risultano praticamente privi di polveri e con contenuti minimi di ossidi di zolfo (SOx), infatti la presenza di composti dello zolfo nel metano è dovuta alla sua odorizzazione per motivi di sicurezza.

Il metano è, inoltre, il vettore energetico che presenta le minori emissioni di anidride carbonica (CO₂) a parità di potere calorifico inferiore.

Per quanto riguarda il contenimento delle emissioni di ossidi di azoto (NOx), la scelta si è orientata sull'utilizzo dei combustori DLN, che permettono di contenere le emissioni di ossidi di azoto mediante il controllo della temperatura raggiunta nella camera di combustione; a tal fine il combustibile viene premiscelato con l'aria comburente prima della sua accensione.

L'affidabilità dei combustori DLN, soprattutto nel caso in cui si utilizzi gas naturale come combustibile, è ormai ampiamente provata.

Infine, la formazione di monossido di carbonio (CO) viene contenuta grazie all'eccesso di aria con cui lavorano i combustori delle turbine a gas, che permette di ossidare a CO₂ (ossidazione completa) quasi tutto il carbonio presente nel combustibile.

Criteri utilizzati per la scelta del sito

Gli elementi considerati favorevoli per la scelta del sito da destinare alla realizzazione del progetto sono stati:

- ✓ la lontananza dai centri abitati o da case sparse,
- ✓ la vicinanza degli utenti del vapore prodotto,
- ✓ la presenza di progetti di sviluppo previsti nell'area,
- ✓ l'accettabilità locale.

In particolare per quanto riguarda l'ultimo punto si è voluta verificare l'assenza di situazioni di particolare interesse paesaggistico o di criticità ambientale, quali potevano essere la presenza di importanti fonti di inquinamento atmosferico o una situazione di sovrasfruttamento delle risorse idriche.

Si sono inoltre considerati i progetti di sviluppo previsti per il territorio che sono indice della disponibilità locale ad accettare insediamenti industriali particolari.

4.4.4) Sistemi di mitigazione degli effetti ambientali

Come illustrato nel precedente paragrafo, l'utilizzo del gas naturale come combustibile permette di limitare le emissioni dall'impianto di diversi inquinanti (polveri, ossidi di zolfo ed anidride carbonica).

Le tecnologie di combustione adottate, inoltre, permettono di contenere le emissioni degli altri inquinanti, che risultano pari a 51 mg/m³ per gli ossidi di azoto, e 31

mg/m³ per il monossido di carbonio.

La scelta dei combustori DLN permette anche di contenere il consumo di acqua destinata al circuito di raffreddamento, diversamente da quanto accade con i sistemi che prevedono l'abbattimento di ossidi di azoto mediante l'immissione di goccioline di vapore nella camera di combustione.

L'impatto sulla risorsa idrica, dovuto al prelievo di acque di falda viene notevolmente mitigato dall'installazione del sistema di trattamento acque in ingresso, che consente di riutilizzare la maggior parte delle acque del ciclo, e, quindi di ridurre notevolmente i prelievi.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici, il sistema previsto di trattamento acque in ingresso consente di minimizzare anche gli effluenti da inviare nell'ambiente esterno.

Per le acque reflue comunque destinate alla roggia, dopo adeguato trattamento, è prevista la raccolta in un serbatoio, in modo da garantire uno scarico a portata controllata al recettore finale.

Per quanto riguarda le emissioni di rumore sono stati previsti idonei sistemi di insonorizzazione per le apparecchiature più rumorose, in modo da ottenere ai confini del sito valori di emissione sonora inferiori ai 65 dB(A).

Per agevolare l'inserimento dell'opera nel territorio dal punto di vista paesaggistico, è prevista la realizzazione lungo il perimetro del sito e nell'area destinata a verde di una piantumazione di alberi per un più armonico inserimento del progetto.

Infine, per la gestione del sito la UNION POWER srl intende definire un sistema di gestione ambientale in accordo con le più recenti direttive in materia (Vision 2000, ISO 14000 e Regolamento comunitario 1836/93).

Di seguito si riepilogano le principali caratteristiche della Centrale cogenerativa a ciclo combinato di Parona e dell'ambiente circostante interessato:

✓ Superficie complessiva del sito.....	85.222 m ²
✓ Superfici occupate.....	41.547 m ²
✓ Superfici a verde.....	43.675 m ²
✓ Potenza elettrica lorda.....	388 kW _e
✓ Potenza termica	705 MW _t

✓ Scarico termico in ambiente idrico	0 MW _t
✓ Scarico termico in atmosfera (condensatori ad aria).....	202 MW _t
✓ Scarico termico in atmosfera (camino).....	51 MW _t
✓ Scarico termico complessivo	253 MW _t
✓ Rendimento complessivo netto.....	54,4%
✓ Uso acqua di raffreddamento	0 m ³ /h
✓ Prelievi idrici	10 m ³ /h
✓ Uso acqua di pozzo.....	80.000 m ³ /anno
✓ Portata complessiva fumi secchi (*)	2.140.000 Nm ³ /h
✓ Temperatura fumi	90 °C
✓ Altezza camino.....	50 m
✓ Coefficiente di utilizzo	8.000 h/anno
✓ Effluenti liquidi	fino a 20 m ³ /h
✓ Ceneri	0 t/anno
✓ Combustibile utilizzato (gas metano)	54,8 t/h
✓ Trasporto combustibili liquidi	0 automezzi/giorno
✓ Concentrazione nei fumi SO ₂	0 mg/Nm ³
✓ Concentrazione nei fumi di NO _x (**)	51 mg/Nm ³
✓ Concentrazione nei fumi di polveri.....	0 mg/Nm ³
✓ Emissione di CO ₂ per unità di energia prodotta.....	365 kg/MWh
✓ Emissione orarie di SO ₂	0 kg/h
✓ Emissione orarie di NO _x	110 kg/h
✓ Emissione orarie di polveri	0 kg/h
✓ Distanza abitazione più vicina (cascina rurale).....	350 m
✓ Distanza dal centro abitato (Parona).....	2.500 m

(*) riferito ad un tenore volumetrico di O₂ del 15% nei fumi secchi

(**) espressi come NO₂ pari a 25 ppm in volume

5) LA VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ AMBIENTALE

5.1) STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 agosto 1988, n. 377, include le centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MWt (art. 1 lettera b), tra le categorie di opere da sottoporre a procedura di valutazione ambientale.

Lo studio è stato redatto, per i contenuti e l'articolazione, in conformità a quanto richiesto dal D.P.R. del 27 dicembre 1988, in particolare dal punto 2) dell'allegato III, specifico per le "Centrali termiche e gli impianti di produzione di energia elettrica" e del D.P.R. n. 348 del 2 settembre 1999 "Regolamento recante norme tecniche concernenti gli studi di impatto ambientale per talune categorie di opere".

In particolare si sono seguiti i seguenti criteri:

- ✓ individuazione e descrizione del contesto territoriale, ambientale, programmatico e normativo in cui si inserisce il nuovo impianto; in particolare sono stati esaminati i consumi energetici del territorio e le attività industriali presenti;
- ✓ valutazione della congruenza e compatibilità dell'opera con le indicazioni degli strumenti di pianificazione e programmazione ad essa applicabili, a livello comunitario, nazionale, regionale e locale (quadro di riferimento programmatico);
- ✓ esame delle alternative di progetto, intese sia come utilizzo di una differente tecnologia per la realizzazione della centrale, sia come scelta alternativa di ubicazione del sito;
- ✓ analisi dell'impatto ambientale generato dalle interferenze individuate e valutazione conclusiva sulla compatibilità ambientale del nuovo impianto (quadro di riferimento ambientale).

Nel seguito viene riportata una sintesi delle conclusioni emerse dallo studio per gli aspetti programmatici, progettuali ed ambientali.

5.2) ASPETTI PROGRAMMATICI

Nel quadro programmatico sono stati esaminati gli strumenti di pianificazione del territorio ed è stata valutata la coerenza del progetto con le linee guida e gli obiettivi definiti anche a livello nazionale.

5.2.1) La rispondenza alle norme nazionali e regionali

Il progetto di realizzazione della centrale di cogenerazione di Parona si inserisce perfettamente negli indirizzi dati dalla normativa in materia di liberalizzazione del mercato elettrico.

Risulta anche in linea con quanto previsto dalle norme relative alla pianificazione energetica nazionale (Piano Energetico Nazionale del 1988 e successive leggi di attuazione), che favorivano progetti di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili a cui assimilavano la cogenerazione, caratterizzata da elevato rendimento energetico.

La Regione Lombardia prevede, entro il 2010, di poter autorizzare centrali elettriche per una potenzialità complessiva di 1.300 MW per fronteggiare il deficit energetico regionale.

5.2.2) Congruenza con le esigenze del territorio

Per quanto riguarda gli aspetti di pianificazione territoriale, l'intervento proposto si inserisce al vertice nord di un'area a destinazione artigianale ed industriale destinata ad espandersi.

La realizzazione dell'intervento avrà un immediato effetto positivo sulle attività imprenditoriali della zona già esistenti, in quanto l'offerta a prezzi convenienti di vapore e di energia elettrica offrirà alle aziende la possibilità di potenziare la propria produzione, con ricadute positive anche sul personale occupato.

Inoltre, qualora altre aziende produttive della zona costituissero un consorzio rispondente ai requisiti richiesti dalla normativa per la definizione di "cliente idoneo", potrebbero usufruire di tariffe energetiche agevolate, ottimizzando così i costi di produzione con positivi risvolti sulla propria gestione economica.

Oltre al vapore, la centrale fornirà acqua calda per teleriscaldamento a scuole e altre utenze civili presenti nell'area di inserimento.

L'aspetto socioeconomico più immediato, derivante dalla realizzazione dell'intervento proposto, è la creazione di nuovi posti di lavoro nel territorio; la gestione della centrale comporta comporteranno l'assunzione di circa 24 unità operative; le attività ausiliare (mensa, manutenzione ecc.) collegate alla centrale saranno pure motivo di nuova occupazione.

5.3) ASPETTI PROGETTUALI

L'analisi del progetto ha portato a definire i seguenti parametri di interferenza:

- ✓ occupazione di suolo e volumi,
- ✓ uso di infrastrutture,
- ✓ uso di risorse naturali (acqua, gas naturale),
- ✓ emissioni in atmosfera di inquinanti gassosi,
- ✓ scarichi idrici,
- ✓ emissioni sonore,
- ✓ produzione di campi elettromagnetici.

Le azioni da cui derivano le interferenze e le componenti ambientali interessate sono schematicamente riassunte nelle seguente tabella.

parametro di interferenza	valore	sistemi e fattori ambientali potenzialmente interessati
Emissioni in atmosfera: - ossidi di azoto - monossido di carbonio - ossidi di zolfo	51 mg/Nm ³ 31 mg/Nm ³ trascurabile	atmosfera e salute pubblica
Prelievo di acqua sotterranea	10 m ³ /h	ambiente idrico
Scarichi idrici nel canale adiacente il sito: scarichi sanitari	portata: 0,2 m ³ /h T: 5° ÷ 35 °C Nitrati: < 2 mg/l BOD5: 30 COD: 80	ambiente idrico
acque dal disoleatore	portata: occasionale pH: 7 oli minerali: ≤5 mg/l	
acque di processo (corpi cilindrici	portata: 1,2 m ³ /h	

caldaia) occasionale	T: 35 °C pH: 9 conduc. 1,5 mS/cm	
Emissioni sonore da varie unità dell'impianto	≤ 65 dB(A) ai confini del sito	livelli di rumore ambientale e salute pubblica
Occupazione del suolo	85.000 m ² di cui solo 41.000 m ² destinati alla realizzazione di strutture di impianto	suolo e sottosuolo
Elevazioni - intrusioni visive	camino: 50 m edifici più alti: 25 m	Paesaggio
Produzione di rifiuti: - rifiuti dal disoleatore - fanghi dal trattamento biologico	40 ÷ 100 Kg/anno 10 t/anno	suolo e sottosuolo* ambiente idrico*
Traffico veicolare: - in fase di costruzione - in fase di esercizio	300 auto/day e 12 ÷ 13 camion/day 60 auto/day 10 camion/day	viabilità e sicurezza stradale

(*) nel luogo di smaltimento, presumibilmente esterno all'area di inserimento

5.4) ASPETTI AMBIENTALI

5.4.1) Livelli di qualità preesistenti

componente ambientale	descrizione
atmosfera	Complessivamente la qualità dell'aria rilevata dalla Rete provinciale di monitoraggio nel periodo 1994-2000 è discreta.
acque superficiali	I corsi d'acqua di una certa importanza più vicini sono il Canale Sella a 1,8 km, il Torrente Terdoppio a 3,6 km e il Torrente Agogna a 4,5 km.
acque sotterranee	Nella zona risulta presente un sistema multifalda complesso; con un bilancio complessivamente positivo in prima falda dovuta alla funzione alimentante dei Fiumi vicini. Le utenze potabili dei Comuni della zona sono comunque soddisfatte da acque di falda più profonda, disponibili in quantità.
suolo e sottosuolo	Caratterizzato da presenza di più orizzonti permeabili sovrapposti, separati da litozone a dominante argillosa. Attualmente risulta adibito prevalentemente ad uso agricolo, ma con una presenza significativa di aree industriali ed infrastrutture. Per quanto riguarda le caratteristiche geotecniche risulta stabile, non soggetto a frane, erosioni e smottamenti.
rumore	Nell'area in esame non è stata ancora effettuata la zonizzazione acustica, pertanto è stata effettuata una campagna di rilevamento dalla quale sono emersi livelli di pressione sonora tipici di zone agricole e industriali. Nel sito previsto per la realizzazione della centrale, data la presenza di un'attività industriale (Lomellina Energia) i valori registrati sono compresi tra 54 e 56 LAeq ai confini di proprietà.
radiazioni non ionizzanti	Nell'area non sono presenti particolari sorgenti, pertanto i livelli misurati sono quelli di fondo.
salute pubblica	I dati di mortalità registrati dalla ASL risultano sovrapponibili a quelli medi regionali.

componente ambientale	descrizione
paesaggio	Il paesaggio è tipico della pianura Lomellina, caratterizzato da aree ad uso prevalentemente agricolo nelle quali si inseriscono cascine, piccoli borghi e piccole industrie.
flora, fauna e vegetazione	L'uso agricolo dalla zona fa sì che non siano presenti elementi floristici e faunistici di particolare pregio. Oltre alle colture agrarie sono presenti filari di pioppi posti lungo i canali. Nell'area è presente una porzione di foresta planiziale che verrà mantenuta e in parte ampliata nel lato Ovest della proprietà.

5.4.2) Stima qualitativa e quantitativa degli impatti sulle componenti e fattori ambientali interessati al progetto

Nella tabella seguente sono riassunte le valutazioni di impatto relative alle attività della centrale.

parametro di interferenza	sistemi e fattori ambientali interessati	tendenza dell'impatto
emissioni in atmosfera: - ossidi di azoto - monossido di carbonio	atmosfera e salute pubblica	modesto incremento dei valori delle concentrazioni in aria; salute pubblica stazionaria
prelievo di acque sotterranee	ambiente idrico	lieve incremento
scarichi idrici discontinui e non contenenti elementi pericolosi	ambiente idrico	modesto incremento
rumore	salute pubblica (disturbo localizzato nell'area prevista per la realizzazione dell'opera)	incremento
occupazione del suolo	suolo e sottosuolo, sottrazione di suolo coltivabile	incremento
impatto visivo	paesaggio, visibilità da punti privilegiati di osservazione	incremento
produzione di campi elettromagnetici	radiazioni non ionizzanti salute pubblica	incremento
produzione di rifiuti non pericolosi (sistema di	suolo e sottosuolo*	modesto incremento

trattamento acque in ingresso; fanghi dai sistemi di trattamento reflui)		
traffico veicolare	viabilità e sicurezza stradale in fase di esercizio in fase di costruzione	lieve incremento incremento del traffico pesante limitato nel tempo

* in riferimento a luoghi esterni dove saranno inviati i rifiuti